



## ПРОТОКОЛ

№ 47

София, 15.03.2016 година

Днес, 15.03.2016 г. от 15:34 ч. се проведе закрито заседание на Комисията за енергийно и водно регулиране (КЕВР, Комисията), ръководено от председателя доц. д-р Иван Н. Иванов.

На заседанието присъстваха членовете на Комисията Светла Тодорова, Ремзи Осман, Александър Йорданов, Владко Владимиров, Георги Златев и главният секретар Росица Тоткова (без право на глас).

На заседанието присъстваха Е. Маринова – директор на дирекция „Правна“, Р. Тахир – началник на отдел „Цени, лицензии и пазари – природен газ“, П. Младеновски – началник на отдел „Цени и лицензии: електрически мрежи, търговия и пазари“ и експерти на КЕВР.

Установено бе, че няма правни пречки за провеждане на заседанието, което протече при следния

### ДНЕВЕН РЕД:

1. Доклад и проект на писмо относно проект на решение на Министерски съвет за утвърждаване на план за действие с мерки, адресиращи основните проблемни области, възпрепятстващи нарастването на инвестициите, утвърдени с Решение № 617 на Министерски съвет от 12 август 2015 г.

Работна група: Елена Маринова, Ваня Василева

2. Доклад относно методика за оценка на инвестициите в инфраструктурни проекти за пренос на електроенергия и газ, както и на поеманите във връзка с тях увеличени рискове, когато са налични и проект на Методика и критерии за оценка на инвестициите в инфраструктурни проекти за пренос на електрическа енергия и природен газ (член 13, параграф 6 от Регламент (ЕС) № 347/2013 на Европейския парламент и на Съвета от 17 април 2013 г. относно указания за трансевропейската енергийна инфраструктура и за отмяна на Решение № 1364/2006/ЕО, както и за изменение на регламенти (ЕО) № 713/2009, (ЕО) № 714/2009 и (ЕО) № 715/2009.

Работна група: Елена Маринова, Пламен Младеновски, Ремзия Тахир, Милен Трифонов, Вера Георгиева

3. Доклад относно определяне на коефициентите за обслужване за 2016 г. на дейността по сектори – пренос и разпределение на електрическа енергия, пренос на топлинна енергия и разпределение на природен газ.

Работна група: Пламен Младеновски, Ивайло Александров, Ремзия Тахир

**По т.1. Комисията разгледа доклад и проект на писмо относно проект на решение на Министерски съвет за утвърждаване на план за действие с мерки, адресиращи основните проблемни области, възпрепятстващи нарастването на инвестициите, утвърдени с Решение № 617 на Министерски съвет от 12 август 2015 г.**

В Комисията за енергийно и водно регулиране е постъпило писмо с вх. № О-03-10-12 от 07.03.2016 г. от главния секретар на Министерството на финансите, с което на основание чл. 32, ал. 1 от Устройствения правилник на Министерския съвет и на неговата администрация (УПМСНА) са изпратени за съгласуване: проект на Решение на Министерския съвет за утвърждаване на план за действие с мерки, адресиращи основните проблемни области, възпрепятстващи нарастването на инвестициите, утвърдени с Решение № 617 на Министерския съвет от 12 август 2015 г. (проект на Решение); проект на доклад от г-н Владислав Горанов – министър на финансите и проект на съобщение за средствата за масово осведомяване.

Съгласно чл. 32, ал. 3 от УПМСНА, вносителите съгласуват с органите по чл. 19, ал. 4 от Закона за администрацията, с областните управители или с други държавни органи въпросите, които са свързани или засягат тяхната дейност. Съгласно чл. 34, ал. 1 от УПМСНА, съгласуването се извършва в 10-дневен срок от получаването на материалите в съответната администрация.

На горните основания Комисията за енергийно и водно регулиране следва да изрази становище, в рамките на правомощията си по чл. 21 от Закона за енергетиката (ЗЕ) във връзка с регулиране на дейностите в енергетиката и във водоснабдяването и канализацията по въпросите свързани или засягащи нейната дейност.

**След проучване на постъпилите материали, се установи следното:**

В приложения проект на доклад се посочва, че Европейската комисия (ЕК) стартира инициатива на равнище Европейския съюз (ЕС), оповестена в нейно съобщение „Инвестиционен план за Европа“, публикувано на 26 ноември 2014 г., отчитайки необходимостта да се предприемат всеобхватни действия за преодоляването на последиците от настъпилата икономическа и финансова криза - спад в нивото на инвестициите в рамките на ЕС; забавяне на икономическото възстановяване и отрицателен ефект върху създаването на работни места, дългосрочните перспективи за растеж и конкурентоспособността. Планът е основен елемент на цялостната стратегия на ЕС за насърчване на заетостта, икономическия растеж и инвестициите.

По отношение на необходимостта от действия в България, касаещи целите на третия стълб от Инвестиционния план за Европа, а именно изготвяне на програма за премахване на регулаторните пречки пред инвестициите в ЕС, през месец май 2015 г. е сформирана работна група, която е изготвила анализ на проблемите, възпрепятстващи нарастването на инвестициите в България и е идентифицирало препоръки за политиките на правителството за подобряване на инвестиционния климат и стимулиране на инвестиционната активност.

С Решение № 617 на Министерския съвет от 12 август 2015 г. е приет анализ на проблемите, възпрепятстващи нарастването на инвестициите и е утвърден списък с основни проблемни области. Създадени са десет междуведомствени работни групи с конкретен отговорен орган, както следва:

а) проблемна област „Присъединяване към мрежите на техническата инфраструктура (електричество, газ, вода), в т.ч. срокове, брой процедури и разходи“ - министър на икономиката;

б) проблемна област „Разрешителни за строителство - брой процедури и време за тяхното изпълнение“ - министър на регионалното развитие и благоустройството;

в) проблемна област „Несъгласуваност на административни процедури, свързани с реализацията на инвестиционни намерения и забавяне при предоставянето на услугите и след законовите срокове от централната и местните власти“ - заместник министър-председателя по коалиционна политика и държавна администрация и министър на

вътрешните работи;

г) проблемна област „Често променящо се законодателство“ - министъра на правосъдието;

д) проблемна област „Отсъствие на изградена пътна инфраструктура или лошо състояние на съществуващата такава“ - министъра на регионалното развитие и благоустройството;

е) проблемна област „Липса на специалисти в търсени от бизнеса области и лошо качество на професионалното образование“ - министъра на образованието и науката;

ж) проблемна област „Независимост на съдебната система и корупция“ - заместник министър-председателя по координация на европейските политики и институционалните въпроси и министъра на правосъдието;

з) проблемна област „Ниска ефективност на правната рамка за разрешаване на спорове“ - министъра на правосъдието;

и) проблемна област „Административни процедури във връзка с международния стокообмен и съпътстващи разходи при внос и износ“ - заместник министър-председателя по европейските фондове и икономическата политика;

к) проблемна област „Време за плащане на данъци“ - министъра на финансите.

Задачата на междуведомствените работни групи е в срок до 31 януари 2016 г. да разработят подробни мерки по съответните проблемни области.

Към 26 февруари 2016 г. пет от междуведомствените работни групи са предложили проект на мерки по следните проблемни области: **„Присъединяване към мрежите на техническата инфраструктура (електричество, газ, вода), в т.ч. срокове, брой процедури и разходи“**; „Разрешителни за строителство - брой процедури и време за тяхното изпълнение“; „Несъгласуваност на административни процедури, свързани с реализацията на инвестиционни намерения и забавяне при предоставянето на услугите и след законовите срокове от централната и местните власти“; „Административни процедури във връзка с международния стокообмен и съпътстващи разходи при внос и износ“ и „Време за плащане на данъци“, които са включени в предложения план за действие (Приложение № 1 към проекта на Решение).

**С предложения проект на Решение се предлага:**

**По т. 1** – Приемане на План за действие с мерки, адресиращи основните проблемни области, възпрепятстващи нарастването на инвестициите, утвърдени с Решение № 617 на Министерския съвет от 12 август 2015 г., съгласно приложението, т.е. **да бъдат одобрени мерките, представени от работните групи по горепосочените проблемни области.**

**По т. 2** се предлага да бъде удължен срокът за работа на останалите работни групи, като съответните им ръководители следва в срок до 15 април 2016 г. да предложат за одобрение от Министерския съвет, чрез министъра на финансите, разработените мерки.

Предвид необходимостта от наблюдение на изпълнението на предложените за одобрение мерки, проектът на решение на Министерския съвет **по т. 3** предвижда докладване чрез министъра на финансите на всеки шест месеца в Министерския съвет за напредъка по изпълнението на мерките по т. 1.

На електронен носител са приложени докладите от ръководителите на работните групи. В доклада от министъра на икономиката и председател на работната група по проблемна област „Присъединяване към мрежите на техническата инфраструктура (електричество, газ и вода), в т.ч. срокове, брой процедури и разходи“, са изложени следните заключения:

- Изготвеният в област „Свързване с електричество“ анализ на присъединяването на предприятие към електропреносната мрежа по брой процедури, срок и разходи е довел до извода, че от представените 6 процедури съгласно методологията на класацията „Правене на бизнес“ на Световната банка, следва да отпадне една процедура. Така процедурата „Закупуване на материали“ се обединява с процедурата „Външни дейности по присъединяването, изпълнявани от електроразпределителните дружества“. В резултат

времето за присъединяване към електропреносната мрежа ще се намали с 9 дни и 1 процедура. По този начин „Свързването с електричество“ ще се изпълнява с **5 процедури** и в срок от **121 дни**. Средната стойност на разходите по присъединяване към електропреносната мрежа е около 3254.30 лв. Обсъдена е възможността за отпадане на предварителните договори с клиенти, но не е постигнато единодушие между заинтересованите страни.

- По присъединяването на предприятие към газопреносната мрежа е изготвен анализ на процедурата и времето за изпълнението ѝ, според който присъединяването към газопреносните и газоразпределителните мрежи се извършва с 6 процедури и в срок от 86 дни. Разходите по осигуряване на достъп до газопреносната мрежа се извършва съгласно Методика за образуване на цени за пренос и достъп до природен газ през газопреносните мрежи. Няма възражения от предприятията в сектора по процедурата по присъединяване и нейните срокове, но са открити проблеми, свързани с предоставяне на разрешителни за строеж, оценка на въздействието върху околната среда, липса на магистрална газопреносна инфраструктура и др.

- В област „Достъп до водоснабдяване“ е изготвен анализ на присъединяването на предприятие към мрежата за водоснабдяване по брой процедури, срокове и разходи, който е показал, че присъединяването към водоснабдяване се състои от 6 процедури. Тази област предоставя възможност за избор от страна на инвеститорите на срока за изпълнение на процедурите. Експресната услуга е с продължителност 25 дни, докато обикновена услуга отнема 95 дни. В зависимост от процедурата средната стойност на разходите по присъединяване към мрежата за водоснабдяване е 627.60 лв. за обикновена процедура и 3561.60 лв. за експресна процедура.

Въз основа на направените анализи и обсъдените със заинтересованите страни проблемни области и процедури, са изготвени предложения за мерки за подобряване на достъпа до техническа инфраструктура, които са посочени в Приложение № 3 към Решение №617 на Министерския съвет от 12 август 2015 г.

**След проучване на Приложението към проекта на Решение се установи следното:**

**В приложението, Правни мерки към проекта на Решение, Проблемна област Присъединяване към мрежите на техническата инфраструктура - електричество, газ, вода под позиции № 73, № 74 и № 76 като отговорна институция, съвместно с други държавни органи е посочена и Комисията за енергийно и водно регулиране, както следва:**

**1. В позиция № 73** е предвидена мярка, свързана с процедурата по присъединяване на предприятие към мрежата за водоснабдяване в Наредба № 4 от 14 септември 2004 г. за условията и реда за присъединяване на потребителите им ползване на водоснабдителните и канализационните системи (Наредба №4).

Аргументите за необходимостта от мярката и очакваният резултат са: уеднаквяване на процедурите за присъединяване към техническата инфраструктура за всички ВиК оператори в страната; създаване на единна Методика за определяне на цените на ВиК операторите в страната, която да бъде регулирана и одобрявана от КЕВР.

Тази мярка следва да бъде реализирана от Министерство на регионалното развитие и благоустройството (МРРБ) и КЕВР в следните срокове:

- Изработване на нормативен акт и таблица за съответствието - февруари - март 2016 г.;
- Дата на предварително съгласуване – април – май 2016г.;
- Дати на внасяне в Министерския съвет, за разглеждане на заседание на МС и за краен срок за приемане - юни 2016 г.

**2. В позиция № 74** е предвидена друга мярка относно процедурата по присъединяване на предприятие към мрежата за водоснабдяване съгласно Наредба №4, свързана с издаване на становище за въвеждане в експлоатация от ВиК оператора. Според изложените аргументи за необходимостта от мярката,

становището следва да се издава само когато инвеститорът е изградил външните връзки за присъединяване към ВиК мрежите. В случаите, когато ВиК операторът е изградил сам външните връзки, не следва да заплаща услугата.

Изпълнението на тази мярка следва да се осъществи от МРРБ и КЕВР в посочените по-горе по т. 1 срокове.

**3. В позиция № 76** е предвидена мярка, свързана с процедурата по присъединяване на предприятие към електропреносната мрежа, регламентирана в Наредба №6 от 24 февруари 2014 г. за присъединяване на производители и клиенти на електрическа енергия към преносната и разпределителните мрежи (Наредба №6).

Аргументите за необходимостта от мярката са обединяване на процедура „Закупуване на материали“ с процедурата по „Присъединяване“, изпълнявана от енергийните оператори. Очакваният ефект е времето за изпълнение да се намали с 9 дни.

Тази мярка следва да бъде реализирана от Министерство на енергетиката и КЕВР в следните срокове:

- Изработване на нормативен акт и таблица за съответствието - февруари - март 2016 г.;
- Дата на предварително съгласуване – април – май 2016г.;
- Дати на внасяне в Министерския съвет, за разглеждане на заседание на МС и за краен срок за приемане - юни 2016 г.

В допълнение, следва да се отбележи, че в приложението, Открити въпроси към проекта на Решение, Проблемна област Несъгласуваност на административните процедури, свързани с реализацията на инвестиционните намерения и забавяне при предоставянето на услугите от централната и местната администрации, КЕВР е посочена като отговорна институция, съвместно с други държавни органи по отношение ускоряване на процедурата за свързване с мрежата на техническата инфраструктура **в позиция № 10**. В тази връзка са изложени следните мотиви:

Съгласно Закона за устройство на територията, инвестиционните проекти се съгласуват и одобряват въз основа на представен предварителен договор с експлоатационните дружества за присъединяване към мрежите на техническата инфраструктура. Срокът за сключване на предварителен договор е дълъг (30 дни), като след това се сключват и договори с експлоатационните дружества за присъединяване към мрежите на техническата инфраструктура. Това значително усложнява процеса и оскъпява дейността. Предварителните договори с експлоатационните дружества са с ограничен срок на действие (1 година, след което не осигуряват защита за инвеститора), а са свързани с допълнителни разходи и време. Цели се предварителният договор да се замени с изискване за представяне на удостоверение от експлоатационните дружества относно възможността да свържат обекта към мрежата на техническата инфраструктура. Срокът за издаване на удостоверението да бъде 7 дни и да се уреди в нормативен акт. Очакван резултат е намаляване на времето и разходите, свързани с процедурата по свързване с мрежата на техническата инфраструктура.

Мярката е включена в Пакета от Мерки за подобряване на средата за развитие на бизнес с оглед на показателите на България в доклада „Правене на бизнес“ на Световната банка, приети с Решение № 375 на Министерския съвет от 05.06.2014 г.

В това приложение са посочени и други мерки, които се отнасят до всички заинтересовани институции, например позиции № 3 и № 7.

Във връзка с предложените мерки в приложението към проекта на Решение, Проблемна област Присъединяване към мрежите на техническата инфраструктура - електричество, газ, вода **считаме, че следва да бъдат направени следните бележки и уточнения:**

#### **1. По мярка в позиция № 73**

Процедурата по присъединяване е уредена в Наредба № 4 от 14 септември 2004 г. за условията и реда за присъединяване на потребителите им ползване на водоснабдителните и канализационните системи (Наредба №4) и е приложима спрямо

всички за всички ВиК оператори в страната.

Мярката „Създаване на единна Методика за определяне на цените на ВиК операторите в страната, която да бъде регулирана и одобрявана от КЕВР“ по отношение процедурата по присъединяване към водоснабдителните и канализационните системи не е обвързана с необходимост от изменения на Наредба №4.

Действително, Наредба №4 в редакцията, обн., ДВ, бр. 88 от 8.10.2004 г., попр., бр. 93 от 19.10.2004 г.; изм. с Решение № 3887 от 28.04.2005 г. на ВАС на РБ - бр. 41 от 13.05.2005 г., в сила от 13.05.2005 г. в чл. 13, ал. 8, изречение второ е предвиждала, че таксата за присъединяване на обект към В и К мрежи се определя по методиката, дадена в приложението. Разпоредбата на чл. 13, ал. 8 е изменена и приложението към чл. 13, ал. 8 е отменено - ДВ, бр. 63 от 2012 г., в сила от 17.08.2012 г.

Законът за регулиране на водоснабдителните и канализационните услуги (ЗРВКУ) урежда регулирането на цените на водоснабдителните и канализационните услуги, извършвани от В и К операторите, включително цените, по които те присъединяват потребителите към водоснабдителните и към канализационните системи.

Методите за регулиране на цените на водоснабдителните и канализационните услуги на В и К операторите съгласно ЗРВКУ, правилата за тяхното образуване или изменение, редът за предоставяне на информация, внасяне на предложенията за цени и утвърждаването на цените и тяхната структура, правилата за регулаторна отчетност на В и К операторите са регламентирани в Наредбата за регулиране на цените на водоснабдителните и канализационните услуги, приета с ПМС № 8 от 18.01.2016 г. (НРЦВКУ, обн., ДВ, бр. 6 от 22.01.2016 г., в сила от 22.01.2016 г.). Именно по реда на НРЦВКУ КЕВР регулира цените, по които В и К операторите присъединяват потребителите към ВиК системите.

Съгласно чл. 17, ал. 1 от НРЦВКУ цените за присъединяване към водоснабдителните и канализационните системи **включват разходите за извършване на услугите, които В и К операторите предоставят в процеса на присъединяване** на потребители към водоснабдителните и/или канализационните системи.

Изречение второ на тази разпоредба делегира на **КЕВР да изчислява тези цени по изготвена от Комисията методика**, като цените се предлагат от В и К операторите и се одобряват с решение на Комисията. В този смисъл **изготвянето на единна методика вече е възложено на КЕВР** и приемането на такава методика е изцяло от компетентността на Комисията като независим специализиран орган, осъществяващ регулирането на дейностите в енергетиката и във водоснабдяването и канализацията, в частност ценовото регулиране.

**Предвид гореизложеното, не е необходимо изменение на нормативния акт Наредба №4 и съответно внасяне за разглеждане и приемане от Министерския съвет.**

## **2. По мярка в позиция № 74**

Считаме, че така предложената мярка е неясно формулирана.

Следва да се има предвид, че Наредба №4 не урежда правила, свързани със „становище за въвеждане в експлоатация“, което се издава от ВиК оператора срещу заплащане. Наредбата урежда съгласуване с оператора на инвестиционен проект за ново водопроводно отклонение, както и извършване на проучване за присъединяване и предоставяне на възложителя изходните данни и условията за присъединяване, необходими за проектиране на водопроводното отклонение и на сградната водопроводна инсталация и/или на вътрешната водопроводна мрежа. Възприетият в чл. 12, ал. 2, т. 1 и чл. 13, ал. 8 от Наредба № 4 подход по отношение проучването за присъединяване и предоставянето на изходни данни и условия за присъединяване е да се извършват след заплащане на такса, определена с тарифа от оператора.

В Закона за устройство на територията също не е уредено понятието „становище за въвеждане в експлоатация“, издавано от експлоатационните дружества. Видно от чл. 177 от ЗУТ в процедурата за въвеждане на обект в експлоатация се изисква представяне на договорите с експлоатационните дружества за присъединяване към мрежите на

техническата инфраструктура.

В тази връзка не е ясно дали относимият нормативен акт, който следва да бъде изменен във връзка със „становище за въвеждане в експлоатация“ е именно Наредба № 4.

Отделно от горното, разпоредбата на чл. 17, ал. 2 от НРЦВКУ изрично посочва, че разходите за изграждане на сградни отклонения за присъединяване към водоснабдителните и канализационните системи са за сметка на оператора и не се включват в цените за присъединяване към ВиК системите.

### **3. По мярка в позиция № 76**

Приемането на изменения и допълнения на Наредба № 6 от 24 февруари 2014 г. за присъединяване на производители и клиенти на електрическа енергия към преносната и разпределителните мрежи е изцяло от компетентността на КЕВР предвид законовата делегация на чл. 116, ал. 7 от Закона за енергетиката, а не на Министерство на енергетиката. Процедурата по приемане на този подзаконов нормативен акт съгласно Закона за нормативните актове и ЗЕ се провежда от Комисията, като не е необходимо произнасяне с акт на Министерския съвет на РБ.

Считаме, че така предложената мярка е неясно формулирана, тъй като в Наредба № 6 се уреждат обществените отношения, свързани с процедурата по присъединяване на обекти на клиенти към съответните мрежи и за сключване на договорите за присъединяване, а не т.нар. процедура „закупуване на материали“, която се извършва от операторите на съответните мрежи. Отношенията на операторите на електропреносната и електроразпределителните мрежи с клиенти на дружествата се уреждат именно в тези писмени договори.

С оглед горното не е ясно как посредством изменение на Наредба № 6 ще бъде постигнат целеният от предложената мярка резултат, доколкото т.нар. процедура „закупуване на материали“ не е регламентирана в Наредба № 6.

Енергийните дружества извършват услугата присъединяване на клиенти към електропреносната и/или електроразпределителните мрежи по регулирани от КЕВР цени за присъединяване към мрежите, които се определят в зависимост от заявената мощност, ниво на напрежение или други показатели, по реда на Наредба № 1 от 18.03.2013 г. за регулиране на цените на електрическата енергия (НРЦЕЕ, обн., ДВ, бр. 33 от 5.04.2013 г., посл. изм. и доп. ДВ, бр. 4 от 16.01.2015 г., в сила от 1.02.2015 г.). Редът за формиране на цените за присъединяване, включително видовете разходи, се съдържа в чл. 31 и сл. от НРЦЕЕ.

С оглед всичко гореизложеното, работната група счита, че посочените под позиции № 73, № 74 и № 76 мерки от Приложение, Правни мерки към проекта на Решение следва да отпаднат.

Изказвания по т.1:

Докладва Е. Маринова.

И. Иванов обобщил, че предложението на работната група е да отпаднат позициите № 73, № 74, № 76. В доклада ясно е обяснено защо се прави това предложение. Писмото представя същите аргументи относно отпадането на тези три позиции.

Предвид гореизложеното, на основание чл. 34, ал. 1 във връзка с чл. 32, ал. 3 от Устройствения правилник на Министерския съвет и на неговата администрация,

## **КОМИСИЯТА ЗА ЕНЕРГИЙНО И ВОДНО РЕГУЛИРАНЕ**

### **РЕШИ:**

1. Приема доклад относно проект на решение на Министерския съвет за утвърждаване на план за действие с мерки, адресиращи основните проблемни области, възпрепятстващи нарастването на инвестициите, утвърдени с Решение № 617 на

Министерския съвет от 12 август 2015 г.

2. Приема проект на писмо до Министерство на финансите относно проект на решение на Министерския съвет за утвърждаване на план за действие с мерки, адресиращи основните проблемни области, възпрепятстващи нарастването на инвестициите, утвърдени с Решение № 617 на Министерския съвет от 12 август 2015 г.

В заседанието по **точка първа** участват председателят Иван Н. Иванов и членовете на Комисията Светла Тодорова, Ремзи Осман, Александър Йорданов, Владко Владимиров, Георги Златев.

Решението е взето с **шест гласа „за“**.

**По т.2.** Комисията разгледа доклад относно **методика за оценка на инвестициите в инфраструктурни проекти за пренос на електроенергия и газ, както и на поеманите във връзка с тях увеличени рискове, когато са налични и проект на Методика и критерии за оценка на инвестициите в инфраструктурни проекти за пренос на електрическа енергия и природен газ** (член 13, параграф 6 от Регламент (ЕС) № 347/2013 на Европейския парламент и на Съвета от 17 април 2013 г. относно указания за трансевропейската енергийна инфраструктура и за отмяна на Решение № 1364/2006/ЕО, както и за изменение на регламенти (ЕО) № 713/2009, (ЕО) № 714/2009 и (ЕО) № 715/2009.

На 25 април 2013 г. в официалния вестник на Европейския съюз, бр. L 115, е публикуван Регламент (ЕС) № 347/2013 на Европейския парламент и на Съвета от 17 април 2013 г. относно указания за трансевропейската енергийна инфраструктура и за отмяна на Решение № 1364/2006/ЕО, както и за изменение на регламенти (ЕО) № 713/2009, (ЕО) № 714/2009 и (ЕО) № 715/2009 (Регламент (ЕС) № 347/2013). Същият влиза в сила на 15 май 2013 г. и се прилага от 1 юни 2013 г. с изключение на чл. 13 и чл. 15, които се прилагат от датата на прилагане на съответния регламент за създаване на Механизъм за свързване на Европа.

Регламент (ЕС) № 347/2013 има за цел да определи проекти от общ интерес, необходими за реализацията на приоритетни коридори и тематични области, попадащи в категориите на енергийната инфраструктура в областта на електроенергетиката, газовия сектор, нефтения сектор и преноса на въглероден диоксид; да улесни навременната реализация на проектите от общ интерес чрез рационализиране, по-тясно координиране и ускоряване на процесите на издаване на разрешения и чрез активизиране на участието на обществеността; да определи правила и насоки за трансграничното разпределяне на разходите и за стимулите за компенсиране на риска при проекти от общ интерес, както и да определи условията, на които следва да отговарят проектите от общ интерес, за да получават финансова помощ от страна на Европейския съюз (ЕС). По смисъла на дефиницията по чл. 2, т. 4 от Регламент (ЕС) № 347/2013 „проект от общ интерес“ е проект, който е необходим за реализацията на приоритетните коридори и тематични области на енергийната инфраструктура, който е включен в списъка на ЕС с проекти от общ интерес. Съгласно чл. 3, параграф 4 от Регламент (ЕС) № 347/2013 Европейската комисия е оправомощена да приема делегирани актове, които определят списъка на ЕС на проекти от общ интерес, който е под формата на приложение. На посоченото основание е приет Делегиран регламент (ЕС) № 1391/2013 на Комисията от 14 октомври 2013 г. за изменение на Регламент (ЕС) № 347/2013 на Европейския парламент и на Съвета относно указания за трансевропейската енергийна инфраструктура по отношение на списъка на Съюза на проекти от общ интерес (Делегиран регламент (ЕС) № 1391/2013).

При инвестиции с трансгранични въздействия ефективно направените инвестиционни разходи, с изключение на разходите за поддръжка, се поемат от съответните оператори на преносни системи или от организаторите на проекта на



енергопреносната инфраструктура на държавите-членки, на които проектът осигурява нетно положително въздействие, и доколкото не се покриват от такси за претоварване или други такси, се заплащат от ползвателите на мрежата посредством тарифите за достъп до мрежата в същите държави-членки. В тези случаи, когато един проект има няколко организатори на проекти, същите след като проектът достигне достатъчна степен на зрялост следва да подадат заедно инвестиционното искане до съответните регулаторни органи, съдържащо и искане за трансгранично разпределение на разходите (арг. чл. 12, параграф 1 и параграф 3 от Регламент (ЕС) № 347/2013).

Според чл. 13, параграф 1 от Регламент (ЕС) № 347/2013 в случаите, при които даден организатор на проект поема по-големи рискове при разработването, изграждането, експлоатацията или ремонтната дейност, в сравнение с нормално поеманите рискове при подобни инфраструктурни проекти, държавите-членки и националните регулаторни органи осигуряват предоставянето на подходящи стимули. В тези случаи, в решението на националните регулаторни органи за предоставяне на стимулите се вземат предвид резултатите от анализа на разходите и ползите на база на методиката, изготвена от Европейската мрежа на операторите на преносни системи за електроенергия и за газ и по-специално на породените от проекта странични ползи за региона или за Съюза като цяло. Националните регулаторни органи анализират също и специфичните рискове, поемани от организаторите на проекта, взетите мерки за намаляване на риска и основанията за този рисков профил от гледна точка на нетното положително въздействие на проекта, сравнено с въздействието на по-нискорискова алтернатива. Отговарящите на условията за подобно стимулиране рискове включват: рисковете при използване на нови преносни технологии, както на сушата, така и в морето, рисковете във връзка с недостатъчна възвръщаемост на разходите и рисковете при проектното разработване (арг. от чл. 13, пар. 2 от Регламент (ЕС) № 347/2013).

Във връзка с горепосочените правомощия на основание чл. 13, параграф 6 от Регламент (ЕС) № 347/2013 Комисията за енергийно и водно регулиране (КЕВР) следва да приеме методика и критериите, използвани за оценка на инвестициите в инфраструктурни проекти за пренос на електроенергия и газ, както и на поеманите във връзка с тях увеличени рискове, когато са налични, която да изпратена на Агенцията за сътрудничество между регулаторите на енергия (АСРЕ) и публикувана на интернет страницата на КЕВР. Методиката следва да бъде в съответствие с Препоръка № 03 от 27 юни 2014 г. на АСРЕ относно стимули за проекти от общ интерес и за обща методология за оценка на риска (Препоръка № 03/2014). Видно от последната:

**I.** По отношение на методологията за оценка на риска на проекти от общ интерес:

**1.** Регулаторната практика на държавите-членки се базира основно на следното:

- допустимият разход за капитал на регулирана инфраструктура се определя на базата на модела за ценообразуване на капиталовия актив (capital asset pricing model (САРМ)). Оценката на риска се фокусира върху определяне на нивото на системен риск за цялостната дейност по преноса чрез „бета“ коефициент, който обикновено е включен във формулата за средно претеглената цена на капитала. В тази връзка преобладаващата част от държавите-членки използват еднакви „бета“ коефициенти и премии на пазарен риск в модела САРМ в секторите енергетика и газ.

- националните регулаторни органи по принцип не оценяват специфичния риск на отделните инвестиционни проекти. В тази връзка са приели общ подход, който съответства на хипотезата, че различните проекти, принадлежащи към преносната дейност имат ниво на системен риск на цялостната преносна дейност и че несистемния (разнообразен) риск може да бъде премахнат или значително намален от преносния системен оператор или организатора на проекта чрез диверсификация.

С оглед горните регулаторни практики АСРЕ счита, че чл. 13, параграф 2 от Регламент (ЕС) № 347/2013 предполага подход на поэтапна оценка на риска, при който националните регулаторни органи следва да анализират специфичния риск, понесен от организаторите на проекта, предприетите мерки за намаляване на риска, както и да

направят обосновка на този рисков профил от гледна точка на нетната положителна полза от проекта въз основа на сравнение с проект с алтернативно по-нисък риск.

**2.** Предвид горното и отчитайки отличителните особености и мерки на различните регулаторни практики, АСРЕ препоръчва методологията за оценка на риска да включва следните етапи:

**2.1.** Информация за рисковете за проекта:

АСРЕ счита, че организаторите на проекти следва да предоставят на регулатора всички необходими елементи с оглед преценката дали направените рисковете са по-високи от тези на сравним проект, както и да обосноват как и до каква степен предполагаемия риск би могъл да се отрази отрицателно върху организаторите на проекта. АСРЕ посочва, че резултатите от анализа на разходите и ползите (cost-benefit analysis - СВА) могат да бъдат използвани в оценките на риска, както и че и СВА и анализа на риска, трябва да използват съвместими предположения и набори от данни. В този смисъл, оценката на риска трябва да използва едни и същи данни и същите предположения, използвани за оценка на финансовата устойчивост и социално-икономическата нетната полза в контекста на процеса на подбор на проекти от общ интерес.

**2.2.** Идентифициране на естеството на риска от регулаторна гледна точка:

АСРЕ препоръчва оценка на риска по проект да се извършва от всеки от регулаторите по отношение на съответната национална регулаторна рамка, както и съвместно от всички заинтересовани регулатори по отношение на рисковете, свързани с всяка необходима транс-гранична координация. АСРЕ счита, че всички рискове по проекта могат да бъдат обобщени в пет категории от рискове от гледна точка на организаторите на проекти. В тази връзка препоръчва да се използва следната категоризация за оценката на рисковете:

**а) риск от превишаване на разходите** - рискът, че по време на развитието, изграждането, експлоатацията или поддръжката на даден проект, действителните разходи, се оказват по-високи от очакваните разходи по проекта, одобрени предварително от регулатора. Например, по-високите разходи (дължащи се на оценки на повече несигурни разходи в сравнение с други инвестиции) може да са резултат от: нови технологии за пренос, както на сушата, така и в морето и рискове, свързани с развитието на проекта; иновативни преносни технологии за електрическа енергия, позволяващи широкообхватно интегриране на възобновяеми енергийни източници или на разпределение на енергийни ресурси; инфраструктура за пренос на природен газ, предлагаща допълнителен капацитет или допълнителна подвижност на пазара с цел да разреши краткосрочна търговия или резервен вариант за доставка, в случай на прекъсване на доставките.

**б) риск от превишаване на предварително определеното време** - рискът, че фазата на развитие и изграждане на проекта отнемат повече време, отколкото първоначално е планирано от организатора на проекта и одобрено от регулатора. Този риск може да се трансформира в не своевременно компенсирани разходи за организаторите на проекти.

**в) риск от блокирани активи** - рискът, че търсенето на услугите от проекта от общ интерес неочаквано ще намалее (или няма да се увеличи до прогнозните нива), поради причини, които не са под контрола на организаторите на проекта.

**г) рискове, свързани с идентификацията на ефективно направените разходи** - рискът, че разходите не се считат за ефективно извършени въз основа на сравнителен анализ или други мерки, използвани от регулатора.

**д) риск ликвидност** - рискът, че организаторът на проекта временно ще се сблъска с недостиг на пари и/или парични еквиваленти, за да изпълни своите финансови ангажименти.

**2.3.** Мерки за намаляване на риска от организаторите по проекта:

Независимо от естеството на риска, АСРЕ препоръчва на регулаторните органи да оценят до каква степен рискът може да бъде намален от организаторите на проекта с разумни усилия чрез подходящи мерки, включително и диверсификация.

#### **2.4. Оценка на системния риск и дефиниране на цената на капитала:**

АСРЕ препоръчва на регулаторите да преценят въз основа на информацията, предоставена от организаторите на проекта, до каква степен рискът вече е отразен в цената на капитала при утвърждаването на тарифи/цени. АСРЕ счита, че ако допустимата стойност на капитала е била определена въз основа на САРМ, регулаторът следва да прецени до каква степен рискът представлява системен риск, който вече е обхванат от допустимите разходи за капитала, като се вземе предвид, че в подхода САРМ – не системният риск не следва да бъде поощряван, тъй като той може да бъде диверсифициран от организатора на проекта.

**2.5. Мерки за намаляване на риска, вече прилагани от националните регулаторни органи:**

АСРЕ препоръчва на регулаторните органи да преценят дали е налице регулаторен инструмент, който вече е действащ, който намалява риска напълно или частично.

#### **2.6. Количествено определяне на риска:**

АСРЕ препоръчва регулаторите да оценят информацията, предоставена от организаторите на проекта и излагането на риск по отношение на потенциални по-високи разходи и по-ниски приходи за организаторите на проекта. Когато количествено определяне на риска не е възможно или подходящо следва да бъде извършено качествено сравнение на нивото на риск в сравнение с друг сравним проект.

#### **2.7. Сравним проект:**

АСРЕ препоръчва на регулаторните органи да оценяват до каква степен рискът е по-висок за организаторите на проекта от риска на сравним проект и до каква степен е оправдано, в сравнение с алтернативно по-нисък риск от гледна точка на нетното положително въздействие, осигурено от проекта. Идентифицирането на сравним проект трябва да се извършва на базата на всеки отделен случай, като се имат предвид проекти със сходни характеристики - например по отношение на технология, капацитет, ниво на напрежение, структурата на капитала и оперативните разходи, и т.н., които се изпълняват в страните, където се намира проекта, обект на анализ. Като правило, рискът за проект, разположен в една държава трябва да бъде сравнен с проекти в същата държава, тъй като рискът за организатора на проекта зависи и от регулаторната система на страната. Това не ограничава регулаторите да вземат предвид съответният опит от други държави-членки, особено там, където не съществуват проекти със сходни характеристики в една и съща страна.

**II. По отношение на предоставяните стимули за проекти от общ интерес, при които се поемат по-големи рискове:**

#### **1. Регулаторната практика на държавите-членки се базира основно на следното:**

АСРЕ основно разделя регулаторните рамки на две категории: регулиране на цената на услугата - разходи плюс или норма на възвращаемост и регулиране чрез стимули - горна граница на приходи или горна граница на цени. Прехвърлянето на разходите към потребителите в мрежата е общата регулаторна мярка за намаляване на риска за организаторите. АСРЕ отбелязва, че прехвърлянето на ефективно извършените разходи е мярка за намаляване на риска, присъщ на системи, базирани на регулиране на цената на услугата. По-високите разходи обикновено вече са обхванати както в системите с регулиране на цената на услугата, така и при системите за регулиране чрез стимули, ако разходите са извършени ефективно.

В Регламент (ЕС) № 347/2013 са определени конкретни мерки за намаляване на риска, а именно - правила за очаквано/планирано инвестиране, правила за признаване на ефективно извършени разходи преди пускането в експлоатация на проекта, както и всякакви други мерки, считани за необходими и подходящи (чл. 13, параграф 3 от регламента).

В рамките на Европейския съюз: мнозинството от държавите-членки включват очаквани инвестиции в регулаторната база на активите; около половината от държавите-членки в цената на електрическата енергия включват ефективно извършени разходи преди

пускането в експлоатация на проекта, по-малко държави-членки признават такива разходи за газовия сектор; държавите-членки независимо от прилагания метод на регулиране, както и независимо от класификацията на разходите като капиталови или оперативни, включват съответните разходи в цените само след внимателна оценка на адекватността на разходите; държавите-членки като схеми за парични възнаграждения/санкции прилагат основно\_правила за осигуряване на допълнителна възвръщаемост на инвестирания капитал.

Според АСРЕ важен регулаторен инструмент за гарантиране на подходящо съотношение риск-възнаграждение е определянето на допустимата цена на капитала. В тази връзка много регулаторни органи прилагат модела CAPM за определяне на допустимата цена на капитала. Неговото прилагане следва да гарантира, че възнаграждението на организатора на проекта включва премия, която покрива неговите пазарни рискове. Регулаторните правила предоставят и други мерки за намаляване на риска, предвид на което регулаторите при изчисляване на свързания с пазара риск (бета изчисление), следва да обмисли другите мерки за намаляване на риска, приети с цел да се избегне неговото двойно отчитане.

АСРЕ посочва, че средно претеглената цена на капитала обикновено отразява средния системен риск за портфолио от проекти на организатор на проект. Ако отделни проекти от общ интерес са по-рискови, отколкото е средната стойност на риска, организаторите на проекти, могат да предпочетат да се съсредоточат върху по-малко рискови проекти. В тази връзка чл. 13 от Регламент (ЕС) № 347/2013 изисква регулаторните органи да гарантират, че на тези проекти ще се предоставят подходящи стимули.

**2.** Предвид горното и отчитайки отличителните особености и мерки на различните регулаторни практики, АСРЕ препоръчва при предоставянето на стимули да бъдат следвани принципите:

**2.1.** допълнителни стимули следва да бъдат предоставени само на проекти, които са допустими съгласно член 13 от Регламент (ЕС) № 347/2013.

**2.2.** регулаторът може да предоставя стимули за проекти, които не са проекти от общ интерес и които имат определен рисков профил, и когато е уместно, на всички инфраструктурни проекти - например стимули, свързани с приходи, които са независими от рисковия профил на даден проект (арг. от чл. 37, параграф 8 от Директива 2009/72/ЕО и чл. 41, параграф 8 от Директива 2009/73/ЕО и при наличие на национална норма).

**2.3.** стимули не следва да бъдат предоставени на организатори на проекти, които не предоставят своевременно на регулаторния орган информацията, необходима за прилагането на общата методика за оценка на риска, заедно с предоставянето на достоверна приблизителна оценка на нетното положително въздействие и съотношението полза/разход от проекта.

**2.4.** парични обезщетения в рамките на чл. 13 от Регламент (ЕС) № 347/2013 не следва да се предоставят за рискове, които са вече отразени в допустимата цена на капитала, или когато вече се прилагат подходящи мерки за намаляване на риска (т.е. няма „двойно отчитане“).

**2.5.** стимулите трябва да бъдат съизмерими с определено ниво на риск на проекта, което се поема от организаторите на проекта.

**2.6.** регулаторът следва да преценява до каква степен даден проект вече се е възползвал от субсидии, безвъзмездни помощи или от трансгранично преразпределяне на разходите. Изброените следва да бъдат взети предвид при вземането на решение за стимули, за да се избегне свръх компенсация на организаторите на проекти. В случай на проекти, ползващи облаги от две или повече държави членки, съответните регулаторни органи следва да си сътрудничат, за да се предпазят от свръх компенсация.

**2.7.** регулаторът следва да преценява основателността на профила на риска, с оглед на нетното положително въздействие, предоставени от проекта. Методологията СВА следва да бъде използвана за количествено определяне на нетно положително

въздействие.

**2.8.** паричната стойност на стимул не трябва да води до получаване от организаторите на проекти на цялостно обезщетение, което надвишава паричната стойност на нетните ползи от проекта. Следователно, организаторите на проектите трябва да остойностят потенциални рискове, както и нетното положително въздействие на проекта, а регулаторът следва да определи в количествено парично изражение стойността на потенциалните стимули за организатора на проекта и произтичащото от това цялостно обезщетение, и да го сравни с положителна полза на проекта, както е определено от анализа разходи-ползи. Всеки стимул трябва да доведе до разумно разпределение на печалбата между организаторите на проекти и ползвателите на мрежата.

**3.** АСРЕ счита, че националните регулаторни органи следва да могат да вземат решение относно комбинацията от регулаторни мерки и схеми за парични възнаграждения/санкции. В тази връзка посочва, че конкретните мерки за намаляване на риска са, както следва:

**3.1.** Мерки по отношение риска от превишаване на разходите:

Рискът от превишаване на разходите не се отнася за организаторите на проектите по отношение на които регулирането на цената на услугата се осъществява чрез норма на възвращаемост или чрез стимули, ако капиталовите разходи са направени ефективно. В случаите на регулиране на цените чрез стимули АСРЕ отбелязва, че горната граница (приходи/цени) може да гарантира, че се постига подходящо съотношение риск-награда. По-конкретно, горна граница на цените и приходите има стимулираща функция, ако допълнителната възвращаемост може да се задържи от организатора на проекта. Това може да повиши привлекателността на проекта от общ интерес. АСРЕ препоръчва, да бъде обмислена корекция за горна граница (предварителна или последваща) за оперативни разходи за случаите, когато е доказано, че иновативна технология за пренос има високи разходи за експлоатация и поддръжка, които не могат да бъдат обхванати от съществуващите горни граници. Следва също да се има предвид корекцията на горна граница за оперативни разходи, където по-високи разходи са извършени в резултат на непредвидени събития, извън контрола на организаторите на проекти. Корекциите следва да бъдат определени след оценка на адекватността на разходите, тъй като потребителите на мрежата не трябва автоматично да бъдат обременявани с риск от неточни прогнози за разходите.

**3.2.** Мерки по отношение на риска от просрочване на времето:

Рискът от просрочване на времето не следва да се прилага в случаите, при които по-високи разходи, дължащи се на по-дълга фаза развитие или изграждане са одобрени от регулатора, или разходите, направени преди пускането в експлоатация на проекта са включени в регулаторната база на активите. В останалите случаи, АСРЕ препоръчва, регулаторът да обмисля признаване на ефективни разходи, които могат да произтекат от просрочено време, извън контрола на организаторите на проекта.

**3.3.** Мерки по отношение риска от блокиране на активи:

Като се има предвид, че проектите от общ интерес би трябвало да съответстват на най-ценните проекти от гледна точка на нетна полза за европейската система, АСРЕ счита, че организаторите на проекти от общ интерес рядко са изложени на риск от блокиране на активи и препоръчва ефективно извършени капиталови разходи за проекти от общ интерес да бъдат одобрявани и покривани от тарифите, по подходящ начин чрез националните регулаторни правила. При сектор газ, в случай, че проектът от общ интерес е избран в съответствие с пазарен тест (минимум резервации от бъдещите потребители), АСРЕ препоръчва, рискът от обема, произтичащ от потенциален отказ от ангажимент на някои потребители също да се адресира чрез тарифните структури на преносния системен оператор, което означава, че липсващи приходи са възстановени от тарифите в други точки на системата чрез „регулаторна сметка“, отчитаща разликата между приходите, които операторът на преносна система има право да получи въз основа на прилагания регулаторен режим и действително получените приходи. За електрическа енергия, АСРЕ

препоръчва, регулаторът да обмисля намаляването на риска от обема чрез регулаторна сметка.

**3.4.** Мерки по отношение на риска, свързан с идентификацията на ефективно извършени разходи:

АСРЕ счита, че бенчмаркинг и подобни мерки за идентифициране на ефективно извършените разходи са важни регулаторни инструменти, които могат да бъдат приложени към проектите от общ интерес. Въпреки това, АСРЕ препоръчва, регулаторни органи да отразяват специфичните характеристики на проектите от общ интерес.

**3.5.** Мерки по отношение на риска ликвидност:

С цел намаляване на рисковете, свързани с ликвидност, от регулаторна гледна точка, АСРЕ препоръчва регулаторите да обмислят разрешаване на приходи, на базата на планирани разходи, комбинирани с последваща корекция, въз основа на икономически ефективни реални стойности. В случаите, в които ефективно направените разходи преди пускането в експлоатация на проекта са много по-големи в сравнение с размера на планираните от оператора на преносна система или от организатора на проекта, АСРЕ препоръчва регулаторите да обмислят тяхното одобрение и включването им в регулаторната база на активите, когато разходите са извършени.

Въз основа на гореизложеното, след проучване на приетите методики по чл. 13, параграф 6 от Регламент (ЕС) № 347/2013 от австрийския, гръцкия, латвийския и италианския регулатори и при отчитана на Препоръка № 03/2014 на АСРЕ е изготвен проект на методика, който е базиран на добрите регулаторни практики и отразява специфичните за страната правила, произтичащи от ЗЕ и подзаконовите актове по неговото прилагане.

Изказвания по т.2:

Докладва Е. Маринова.

И. Иванов каза, че има някои редакционни бележки по доклада. Често се говори за сътрудничество с Агенция за сътрудничество с енергийните регулатори. В доклада е записано *Агенция за сътрудничество с регулаторите на енергия*. Това ли е официалното наименование? Използвано е съкращението *АСРЕ*, а най-често се среща *АСЕР*. Това трябва да бъде проверено, защото по-популярно е съкращението *АСЕР*. В чл. 17 трябва да бъде записано: „*Методът за оценка на риска включва*“, а не „*Метода за оценка на риска включва*“. Подобни пропуски има още на няколко места. Методиката е в съответствие с това, което е разпоредено чрез регламента на ЕС.

С. Тодорова каза, че е направила доста технически поправки в методиката. В чл. 12., ал. 6 има някои неща, които са смущаващи. Записано е:

*(б) Базата на възвръщаемост е базата, върху която независимият газопреносен оператор получава възвръщаемост от вложения капитал. Базата на възвръщаемост за образуване на необходимите приходи за всяка година от регулаторния период включва активите, които са придобити възмездно от оператора, обслужват дейността по пренос на природен газ по съответната мрежа или преносната система. Елементи на базата на възвръщаемост са: прогнозната балансова стойност на активите, инвестиционна компонента, амортизационна компонента, балансовата стойност на безвъзмездното финансиране на активи, необходим оборотен капитал.*

След прогнозната балансова стойност на активите, инвестиционна компонента, амортизационна компонента, е включена и *балансиовата стойност на безвъзмездното финансиране на активи*.

И. Иванов поиска от работната група разяснение на чл.12, ал. 6.

Е. Маринова обясни, че ал. 6 е от методиката.

С. Тодорова каза, че трябва да се коментира дали балансовата стойност на безвъзмездното финансиране се включва в базата на възвръщаемост.

Е. Маринова каза, че разпоредбата е пренесена от методиката за определяне цените на газопреносния оператор. В нея това е записано и щом съществува, значи е

задължително. През 2014 г. Комисията е приела Методика за определяне на тарифите за пренос, което е изключение по Закона за енергетиката и директивата. В тях се казва, че цените се определят по наредбата, регулират се от регулатора или се определят по такава методика. Ако Комисията счита, че нещо е записано неправилно, то ще бъде коригирано от работната група.

Р. Тахир добави, че са изброени компонентите на базата на възвръщаемост. Това са балансовата стойност на активите, плюс инвестициите, минус амортизациите, минус балансовата стойност на безвъзмездното финансиране на активи, плюс оборотния капитал.

С. Тодорова каза, че е разбрала това, но в ал. 6 това въобще не е написано по този начин.

И. Иванов каза, че компонентите само са изброени.

С. Тодорова каза, че е посочено кои са елементите на базата на възвръщаемост. Никъде няма плюс или минус. Щом са изброени по този начин, това означава, че всички са със знак плюс. Трябва да се напише минус или да се премахне. Записаното по този начин е невярно.

Е. Маринова каза, че може да бъде възприет подход както при разпоредбата за електро сектора. Там с едно изречение е описан резултатът от формулата.

С. Тодорова каза, че там е записано коректно, въпреки че има някои редакционни поправки.

Е. Маринова предложи да бъде записано по същия начин.

С. Тодорова обърна внимание, че текстът трябва да бъде коригиран. Записано е: „Базата на възвръщаемост за образуване на необходимите приходи за всяка година от регулаторния период...“. Трябва да се премахне „възвръщаемост за образуване на необходимите приходи за всяка година от регулаторния период“. Това е абсолютно излишно. Да се премахне „прогнозната балансова стойност“.

Е. Маринова запитва какво трябва да остане от ал. 6.

С. Тодорова прочете текста на ал. 6:

*(б) Базата на възвръщаемост е базата, върху която независимият газопреносен оператор получава възвръщаемост от вложения капитал. Базата на възвръщаемост включва активите, които са придобити възмездно от оператора, обслужват дейността по пренос на природен газ по съответната мрежа или преносната система. Елементи на базата на възвръщаемост са: прогнозната балансова стойност на активите, инвестиционна компонента, амортизационна компонента, балансовата стойност на безвъзмездното финансиране на активи, необходим оборотен капитал.*

С. Тодорова запитва защо е записано „по съответната мрежа или преносната система“. Предвижда се, че може да има повече.

Е. Маринова отговори, че „Булгартрансгаз“ ЕАД има две мрежи, които са в една система.

С. Тодорова каза, че последното изречение трябва да бъде премахнато.

Е. Маринова изрази съгласие с направеното предложение.

С. Тодорова коригира предложението си и каза, че текстът не е изчерпателен. Къде е оборотният капитал? Не може да се премахне цялото изречение.

И. Иванов обърна внимание, че изброяването на елементите на базата на възвръщаемост не означава, че всички са със знак плюс. Посочени са само елементите на базата на възвръщаемост. Включена ли е самата формула?

С. Тодорова отговори, че формулата не е включена.

Е. Маринова каза, че има препратка към сайта на Комисията в интернет. Идеята на работната група е била да се изброят елементите, а не да се записва резултат от формулата. Ако това е неясно, ще бъде коригирано.

С. Тодорова предложи да бъде записано: „*балансираната стойност на активите, намалена с...*“. Важно е текстът да бъде ясен, а не да се разсъждава по него.

Предвид гореизложеното и на основание чл. 13, параграф 6 от Регламент (ЕС) № 347/2013 на Европейския парламент и на Съвета от 17 април 2013 г. относно указания за трансевропейската енергийна инфраструктура и за отмяна на Решение № 1364/2006/ЕО, както и за изменение на регламенти (ЕО) № 713/2009, (ЕО) № 714/2009 и (ЕО) № 715/2009 (Регламент (ЕС) № 347/2013),

## КОМИСИЯТА ЗА ЕНЕРГИЙНО И ВОДНО РЕГУЛИРАНЕ

### РЕШИ:

1. Приема доклад относно методика за оценка на инвестициите в инфраструктурни проекти за пренос на електроенергия и газ, както и на поеманите във връзка с тях увеличени рискове, когато са налични и проект на Методика и критерии за оценка на инвестициите в инфраструктурни проекти за пренос на електрическа енергия и природен газ (член 13, параграф 6 от Регламент (ЕС) № 347/2013 на Европейския парламент и на Съвета от 17 април 2013 г. относно указания за трансевропейската енергийна инфраструктура и за отмяна на Решение № 1364/2006/ЕО, както и за изменение на регламенти (ЕО) № 713/2009, (ЕО) № 714/2009 и (ЕО) № 715/2009.

2. Приема Методика и критерии за оценка на инвестициите в инфраструктурни проекти за пренос на електрическа енергия и природен газ, както следва:

Методика и критерии за оценка на инвестициите в инфраструктурни проекти за пренос на електрическа енергия и природен газ (член 13, параграф 6 от Регламент (ЕС) № 347/2013 на Европейския парламент и на Съвета от 17 април 2013 г. относно указания за трансевропейската енергийна инфраструктура и за отмяна на Решение № 1364/2006/ЕО, както и за изменение на регламенти (ЕО) № 713/2009, (ЕО) № 714/2009 и (ЕО) № 715/2009)

### Глава първа ОБЩИ ПОЛОЖЕНИЯ

**Чл. 1. (1)** Европейската комисия, след консултации с държавите-членки на Европейския съюз (ЕС), е определила приоритетни инфраструктурни коридори за електрическа енергия, газ и петрол в Европа, които са необходими за да се постигнат основните цели на енергийната политика на ЕС за конкурентоспособност, устойчивост и сигурност на доставките.

(2) За да се улесни навременното изпълнение на проекти, допринасящи за целите по ал. 1, Европейската общност е приела Регламент (ЕС) № 347/2013 на Европейския парламент и на Съвета от 17 април 2013 г. относно указания за трансевропейската енергийна инфраструктура и за отмяна на Решение № 1364/2006/ЕО, както и за изменение на регламенти (ЕО) № 713/2009, (ЕО) № 714/2009 и (ЕО) № 715/2009 (Регламент (ЕС) № 347/2013).

(3) Регламент (ЕС) № 347/2013 определя проекти от общ интерес (ПОИ), необходими за реализацията на приоритетни коридори и тематични области, попадащи в категориите на енергийната инфраструктура в областта на електроенергетиката, газовия сектор, нефтения сектор и преноса на въглероден диоксид.

(4) По силата на Регламент (ЕС) № 347/2013 за ПОИ могат да се прилагат ускорени процедури за издаване на разрешителни документи, ако е приложимо трансгранично разпределение на капацитет, ако е необходимо допълнителни стимули, както и при определени условия, финансиране чрез Механизма за свързване на Европа.

**Чл. 2. (1)** Агенцията за сътрудничество на регулаторите на енергия (АСРЕ) е публикувала Препоръка № 03 от 27 юни 2014 г. на АСРЕ относно стимули за проекти от общ интерес и за обща методология за оценка на риска (Препоръка № 03/2014).



(2) Препоръка № 03/2014 обобщава националните регулаторни практики за оценка на риска и предоставя препоръки за обща методология за идентифициране и оценка на риска.

**Чл. 3.** В изпълнение на чл. 13, параграф 6 от Регламент (ЕС) № 347/2013 всеки национален регулаторен орган следва да публикува своята методика и критериите, използвани за оценка на инвестициите в инфраструктурни проекти за електрическа енергия и природен газ, както и на поеманите във връзка с тях увеличени рискове.

## **Глава втора**

### **ОЦЕНКА НА ИНВЕСТИЦИИТЕ В МРЕЖИТЕ ЗА ПРЕНОС НА ЕЛЕКТРИЧЕСКА ЕНЕРГИЯ И ПРИРОДЕН ГАЗ**

**Чл. 4.** (1) Законът за енергетиката (ЗЕ), който транспонира Директива 2009/72/ЕО на Европейския парламент и на Съвета от 13 юли 2009 г. относно общите правила за вътрешния пазар на електроенергия и за отмяна на Директива 2003/54/ЕО (ОВ L 211), както и Директива 2009/73/ЕО Европейския парламент и на Съвета от 13 юли 2009 г. относно общите правила за вътрешния пазар на природен газ и за отмяна на Директива 2003/55/ЕО (ОВ L 211), урежда правилата за развитие на електропреносната и газопреносната мрежи в Р България.

(2) ЗЕ регламентира правомощия на Комисията за енергийно и водно регулиране (КЕВР) да одобрява инвестициите в електропреносната и газопреносната мрежи, като част от 10-годишните планове за развитие на преносните мрежи (ПРМ), да ги наблюдава и да контролира изпълнението им.

(3) Съгласно чл. 81г, ал. 1 от ЗЕ операторите на преносни мрежи разработват, консултират с всички заинтересовани страни и предоставят на КЕВР ежегодно до 30 април десетгодишен план, който показва на участниците на пазара основната инфраструктура за пренос, предвиждана за изграждане, разширяване, реконструкция и модернизация през следващите 10 години; съдържа всички инвестиции, за които вече е взето решение, и определя новите инвестиции, които трябва да бъдат направени през следващите три години; предвижда график за всички инвестиционни проекти.

(4) ПРМ се основават на съществуващото и прогнозираното търсене и предлагане и съдържа ефикасни мерки с оглед гарантиране на адекватността на мрежите и сигурността на доставките.

**Чл. 5.** (1) Операторите на преносни мрежи при изготвяне на ПРМ трябва да направят разумни прогнози за развитието на производството, доставките, потреблението и обмена с други държави, като се вземат предвид инвестиционните планове за регионалните мрежи, а в газовия сектор и инвестиционните планове за съоръженията за съхранение.

(2) ПРМ трябва да съдържа достатъчни мерки за гарантиране адекватността на системите и да гарантира висока степен на достъпност до капацитет с оглед сигурност на доставките на инфраструктурата.

(3) При изработването на ПРМ се отчитат техническата и икономическа целесъобразност, интересите на всички участници на пазара, както и съгласуваността с плана за развитие на мрежата в Европейската общност.

(4) Операторите на преносните мрежи консултират с всички заинтересовани страни ПРМ преди неговото подаване в КЕВР за одобряване.

(5) КЕВР се консултира с всички настоящи или потенциални ползватели на мрежата относно ПРМ по открит и прозрачен начин. От лицата или предприятията, които твърдят, че са потенциални ползватели на мрежата, може да бъде поискано да обосноват твърденията си. Резултатите от процеса на консултации, включително възможните нужди от инвестиции, се публикуват на страницата на КЕВР в интернет.

(6) КЕВР проучва дали ПРМ обхваща всички нужди от инвестиции, установени в процеса на консултации, и дали той е в съответствие с десетгодишните планове за развитие на мрежите в Европейския съюз.

**Чл. 6.** КЕВР одобрява с решение ПРМ, като критерии за одобряването са инвестициите: да са необходими по технически причини – повишаване на преносната способност на междусистемните връзки или сигурност на преносната система, да са адекватни и да са икономически ефективни.

**Чл. 7.** (1) КЕВР извършва непрекъснат контрол и оценка относно изпълнението от преносния оператор на ПРМ.

(2) Когато независим преносен оператор не извърши инвестиция, която съгласно ПРМ е следвало да бъде извършена в следващите три години, КЕВР изисква от оператора писмено обяснение за причините заедно с данни и документи, които го подкрепят.

(3) КЕВР с решение задължава оператора да осъществи нужните инвестиции, ако все още е необходимо те да бъдат извършени, както и да осигури възстановяване на разходите за тези инвестиции чрез цените за мрежовите услуги, освен ако неизпълнението по ал. 2 е по наложителни причини, които са извън контрола на оператора на мрежата.

**Чл. 8.** След одобрение на ПРМ, инвестиционните разходи се възстановяват чрез цените в съответствие със ЗЕ и подзаконовите актове по неговото прилагане.

### **Глава трета**

## **МЕРКИ ЗА СМЕКЧАВАНЕ НА РИСКА В РЕГУЛАТОРНАТА РАМКА ЗА ЕЛЕКТРИЧЕСКАТА ЕНЕРГИЯ**

**Чл. 9.** (1) Инвестициите, включени в одобрения ПРМ, могат да се възползват от мерки за смекчаване на риска, както следва:

1. Всички разходи, пряко свързани с реализацията на инвестициите, които са част от ПРМ, се включват в тарифите.

2. Цената на капитала за финансиране се определя на базата на модела за ценообразуване на капиталовия актив (capital asset pricing model (CAPM)).

3. Разходи, възникнали във връзка с реализирането на инвестициите, включени в ПРМ, се считат за разходи, които са извън контрола на оператора на мрежата и за тези разходи не се прилагат нито надценки, нито компенсации.

**Чл. 10.** (1) Цените на независимия електропреносен оператор се регулират по метода на ценово регулиране „норма на възвръщаемост на капитала“ с регулаторен период от една година.

(2) Ежегодно, след проведен регулаторен преглед, КЕВР проверява дали отчетените разходи са пряко свързани с дейността, разумни и целесъобразни, след което утвърждава на независимия електропреносен оператор необходими приходи и цени в съответствие със ЗЕ и подзаконовите актове по неговото прилагане.

(3) Необходимите годишни приходи включват признатите от КЕВР икономически обосновани разходи и възвръщаемост на капитала.

(4) Възвръщаемостта на капитала се определя като произведение на утвърдените регулаторна база на активите и нормата на възвръщаемост на капитала.

(5) Утвърдената от КЕВР регулаторна база на активите е сумата от: 1) признатата стойност на активите, върху която независимият електропреносен оператор получава възвръщаемост от вложения капитал, и включва елементите: призната стойност на активите, които се използват и имат полезен живот, определена на базата на цената на придобиването им намалена с амортизацията, определена за регулаторни цели, за периода на използване на възмездно придобитите активи за извършване на лицензионната дейност и изчислена чрез прилагане на линеен метод и 2) необходимия оборотен капитал.

(6) Нормата на възвръщаемост на капитала за регулаторния период е равна на прогнозната среднопретеглена цена на капитала. КЕВР определя нормата на възвръщаемост на капитала при отчитане на фактори, като: безрискова доходност,

сравнения с други предприятия с подобна степен на риск, достъп до финансиране, текущи финансови и икономически условия в страната, алтернативна цена на капитала, специфичен риск на предприятието, финансова политика и капиталова структура на предприятието, финансова история на предприятието, на основата на статистически данни за пазарните величини и/или официално публикувана прогнозна информация.

**Чл. 11.** Правилата на глава трета се прилагат и за всички ПОИ, които са одобрени като част от ПРМ.

## **Глава четвърта**

### **МЕРКИ ЗА СМЕКЧАВАНЕ НА РИСКА В РЕГУЛАТОРНАТА РАМКА ЗА ПРИРОДЕН ГАЗ**

**Чл. 12.** (1) Тарифите на независимия газопреносен оператор се определят по методика за определяне на цените за достъп и пренос през газопреносните мрежи и при приложим метод на регулиране „горна граница на приходи“.

(2) Първият регулаторен период е с продължителност 3 години, а следващите – с продължителност 5 години.

(3) Преди началото на всеки регулаторен период КЕВР с решение утвърждава: необходимите годишни приходи за дейността по пренос за първата година от регулаторния период поотделно за всяка газопреносна мрежа или общи необходими годишни приходи за преносната система за първата година от регулаторния период; базата за възвращаемост за първата година от регулаторния период; нормата на възвращаемост на капитала за регулаторния период; прогнозния размер на разходите, включени в базовите необходими годишни приходи, както и на директно прехвърляемите разходи за първата година от регулаторния период, след преценка на тяхната икономическа обосновааност; коефициент за подобряване на ефективността, който се прилага по отношение на прогнозните експлоатационни разходи; съотношението за разпределението на необходимите приходи по входни и изходни точки; съотношението за разпределението на необходимите приходи от цена за достъп и от цена за пренос на природен газ.

(4) Директно прехвърляемите разходи за съответната година от регулаторния период се определят всяка година и включват елементите: разходи, произтичащи от изпълнението на задължения към обществото, включително свързани със сигурността на доставките и изпълнение на задълженията на оператора съгласно „План за действие при извънредни ситуации съгласно Регламент № 994/2010 г.“, одобрен със заповед на министъра на енергетиката; дял от таксите за съответната преносна мрежа, дължими от оператора за участие в Европейската мрежа на операторите на преносни системи за газ, както и други дължими такси за съответната година; акциз върху горивния газ и технологичните разходи; лицензионни такси, дължими от оператора по ЗЕ.

(5) С решението по ал. 3 КЕВР определя начина на прилагане на входно-изходния модел за съответния регулаторен период или за ценови период в рамките на регулаторен период: за всяка от газопреносните мрежи или за преносната система.

(6) Базата на възвръщаемост е базата, върху която независимият газопреносен оператор получава възвръщаемост от вложения капитал. Базата на възвръщаемост включва активите, които са придобити възмездно от оператора, обслужват дейността по пренос на природен газ по съответната мрежа или преносната система. Елементите на базата на възвръщаемост са: стойност на активите, инвестиционна компонента, амортизационна компонента, стойност на активи от безвъзмездно финансиране, необходим оборотен капитал.

(7) Нормата на възвръщаемост на капитала е равна на среднопретеглената цена на капитала. Среднопретеглената цена на капитала е нормата на възвръщаемост на привлечения и на собствения капитал, претеглена според дела на всеки от тези източници на финансиране.

(8) Нормата на възвръщаемост на собствения капитал се одобрява при отчитане на фактори, като: сравнения с други предприятия с подобна степен на риск, достъп до финансиране, текущи финансови и икономически условия в страната, алтернативна цена на капитала, специфичен риск на предприятието, финансова политика и капиталова структура на дружеството, финансова история на дружеството.

(9) Методиката за определяне на цените за достъп и пренос през газопреносните мрежи е публикувана на интернет страницата на КЕВР.

**Чл. 13.** (1) При изграждане на голяма нова газова инфраструктура, както и при значително увеличаване капацитета на съществуваща газова инфраструктура и на разширяване, реконструкция и модернизация на такава инфраструктура, които дават възможност за развитието на нови източници на газови доставки, КЕВР може да предостави временно освобождаване от задълженията за: независимостта на оператора по отношение на придобиването на пряк и непряк контрол, собствеността на активите, придобиването на пряк и непряк контрол от независимия системен оператор; регулирането на цените на предоставяните услуги.

(2) Временно освобождаване по ал. 1 се допуска, когато: инвестицията стимулира конкуренцията в доставките на природен газ и повишава сигурността на доставките; нивото на риска, свързан с инвестицията, е такова, че тя не би била направена, ако не се предостави освобождаване; инфраструктурата е собственост на лице, което е отделено поне по отношение на правната му форма от операторите, в чиито системи се изгражда тази инфраструктура; ползвателите на новата инфраструктура заплащат цена за ползването ѝ; освобождаването не трябва да е във вреда на конкуренцията или на ефективното функциониране на вътрешния пазар за природен газ, или на ефективното функциониране на инфраструктурата, към която се присъединява новата инфраструктура.

**Чл. 14.** Правилата на глава четвърта се прилагат и за всички ПОИ, които са одобрени като част от ПРМ.

## ГЛАВА ПЕТА

### ОЦЕНКА НА СПЕЦИФИЧНИТЕ ИНВЕСТИЦИОННИ РИСКОВЕ ЗА ПРОЕКТИ В ЕЛЕКТРОЕНЕРГИЙНИЯ СЕКТОР И НА ОБЩИЯ РИСК В ГАЗОВИ ПРОЕКТИ

**Чл. 15.** (1) В случаите, в които организатор на проект поема по-високи рискове за разработване, изграждане, експлоатация или поддръжка на ПОИ, в сравнение с обичайните рискове посрещани от сравними инфраструктурни проекти според чл. 13, параграф 1 от Регламент (ЕС) № 347/2013, следва да му бъдат предоставени подходящи стимули.

(2) Преценката за предоставяне на стимули се отнася до рискове, които могат значително да намалят рентабилността на проекта, в резултат на което е възможно забавянето или спирането на реализацията на ПОИ.

(3) Отчитането на предпоставките по ал. 2 се извършва въз основа на критерии и метод за оценката на специфичните за рискове даден ПОИ.

**Чл. 16.** (1) Критериите за оценка на риска на ПОИ с оглед предоставяне на стимули са:

1. Допустимост на проекта според чл. 13, параграф 1 от Регламент (ЕС) № 347/2013 – ПОИ, попадащи в категориите от приложение II, точка 1, букви „а“, „б“ и „г“ и точка 2 на Регламент (ЕС) № 347/2013 и за които не са приложими изключенията по чл. 13, параграф 1, изречение 2 от Регламент (ЕС) № 347/2013.

2. Наличие на информация относно рисковете за проекта – КЕВР може да оцени рисковете само ако и когато организаторът на проекта е представил цялата необходима информация по разбираем и количествен начин. Организаторът на проекта трябва да докаже до каква степен потенциалният риск може да увеличи разходите или да представлява риск за приходите, както и че не клиента, а организаторът на проекта носи

този риск. Документите, които следва да бъдат подадени включват, но не се ограничават до:

- а) доказателство, че проектът е ПОИ;
- б) доказателство, че проектът е достигнал достатъчна степен на зрялост;
- в) анализ „разходи-ползи“ за ПОИ в съответствие с член 11 от Регламент (ЕС) № 347/2013;
- г) описание на риска, включващо вероятност за неговото случване и количествена оценка на финансовите последици от него;
- д) обосновка относно това, че рискът е по-висок от този за сравними проекти, не може да бъде покрит чрез оперативни мерки или не се покрива от регулаторни мерки, както и че се носи от организатора на проекта или от негов собственик.

**Чл. 17.** (1) Методът за оценка на риска включва:

1. Идентифициране на рисковете от регулаторна гледна точка – КЕВР въз основа на информацията, предоставена от организатора на проекта, извършва оценка на естеството на специфичния риск на ПОИ за организатора на проекта, както и дали този риск е по-голям в сравнение с други сходни инвестиционни проекти.

2. Мерки за намаляване на риска, предприети от организатора на проекта – КЕВР извършва оценка за наличие на съществуващи или приложими мерки за намаляване на риска, които организаторът на проекта може да използва, например дали има общи или икономически инструменти, които ограничават потенциалните отрицателни въздействия. Ако такива мерки съществуват или са приложими, проектите не отговарят на изискванията за допълнителни стимули.

3. Покриване на риска чрез компонентите за риска в нормата на възвръщаемост на инвестиция капитал – КЕВР оценява потенциалното въздействие на риска върху организатора на проекта като част от цялостната регулаторна рамка. За тази цел се проверява отчетен ли е или не специфичният риск за проекта при определяне на допустимата норма на възвръщаемост на инвестиция капитал.

4. Мерки за намаляване на риска, предоставени от регулаторната рамка - риск, който вече е отчетен от съответните регулаторни мерки за намаляване, не е допустим за получаване на допълнителни стимули.

5. Количествено изражение на риска – в случай, че рискът не е отчетен от оперативни или регулаторни мерки и че няма да бъде отнесен към бъдещите ползватели на съответното съоръжение, КЕВР оценява дали финансовото въздействие и вероятността от възникване на риска са такива, че да следва да бъдат предоставени допълнителни стимули. Такива се предоставят само в случаите на определяне на риска като неприемливо висок. В тези случаи, организаторът на проекта предоставя финансова оценка на риска, която следва да отчита съществуващата регулаторна рамка.

6. Сравними инфраструктурни проекти – КЕВР оценява дали рискът, на който е изложен организаторът на проекта е по-висок, отколкото при сравними проекти.

7. Обосновка на профила на риска – КЕВР анализира дали профилът на риска е оправдан, в сравнение с алтернативни проекти с по-нисък риск. Този анализ следва да отчита резултатите от анализа „разходи-ползи“ за ПОИ. Когато е необходимо, КЕВР прави преценка относно намаляване на остатъчния риск чрез адекватни мерки, специално насочени към естеството на риска.

## **ЗАКЛЮЧИТЕЛНА РАЗПОРЕДБА**

**§ 1.** Тази методика на основание чл. 13, параграф 6 от Регламент (ЕС) № 347/2013 на Европейския парламент и на Съвета от 17 април 2013 г. относно указания за трансевропейската енергийна инфраструктура и за отмяна на Решение № 1364/2006/ЕО, както и за изменение на регламенти (ЕО) № 713/2009, (ЕО) № 714/2009 и (ЕО) № 715/2009, е приета от Комисията за енергийно и водно регулиране с решение по Протокол № 47 от 15.03.2016 г., т. 2.

3. Методика по т. 2 да бъде публикувана на интернет страницата на КЕВР, както и да бъде предоставена на АСРЕ и по електронен път на Главна дирекция „Енергетика“ на ЕК.

В заседанието по **точка втора** участват председателят Иван Н. Иванов и членовете на Комисията Светла Тодорова, Ремзи Осман, Александър Йорданов, Владко Владимиров, Георги Златев.

Решението е взето с **шест гласа „за“**, от които **три гласа** на членовете на Комисията със стаж в енергетиката.

И. Иванов изказа благодарност на работната група, че в изключително кратък срок от една седмица е изготвила методиката, след като е получено не напомнително, а предупредително писмо. Тази методика не е била изготвена в продължение на две години, което е в нарушение на всички правила за изпълнение на документи на Европейската комисия. Експертите на КЕВР работят на пълни обороти. Направената корекция трябва да бъде съобщена на Б. Петракиева веднага, за да може да я отрази. След това документът ще бъде изпратен така, както е приет от Комисията.

**По т.3.** Комисията разгледа доклад относно **определяне на коефициентите за обслужване за 2016 г. на дейността по сектори – пренос и разпределение на електрическа енергия, пренос на топлинна енергия и разпределение на природен газ.**

Съгласно т. 8 от Методиката за определяне на цените за предоставен достъп на преносно или разпределително предприятие, от потребители през собствените им уредби и/или съоръжения до други потребители за целите на преобразуването и преноса на електрическа енергия, на преноса на топлинна енергия и на преноса на природен газ (Методиката), приета от ДКЕВР с Решение по протокол № 27 от 04.02.2008 г., за целите на изчисляването на цената за достъп, комисията определя коефициенти на обслужване за дейността по сектори – пренос и разпределение на електрическа енергия, пренос на топлинна енергия и разпределение на природен газ. Видно от разпоредбата на т. 9 от цитираната методика, коефициентите на обслужване се определят ежегодно.

Коефициентите за обслужване на дейностите пренос и разпределение на електрическа енергия, разпределение на природен газ и пренос на топлинна енергия за 2016 г. са изчислени съгласно т. 8.1. и т. 8.2. от Методиката като отношение между утвърдените общи постоянни разходи и балансните стойности на ДМА, включени в регулаторната база на активите като елемент от утвърдените цени за съответния сектор и подлежат на ежегодна актуализация.

Общо за дейностите разпределение и пренос на електрическа енергия, стойността на дълготрайните материални активи е увеличена от 2 498 899 хил. лв. за 2014 г. на 3 090 992 хил. лв. за 2015 г., а стойността на условно-постоянните разходи е намалена от 668 879 хил. лв. през 2014 г. на 663 206 хил. лв. за 2015 г.

Стойността на дълготрайните материални активи за дейността пренос на топлинна енергия нараства от 277 924 хил. лв. през 2014 г. на 376 713 хил. лв. през 2015 г., като сумата на условно-постоянните разходи също е увеличена от 64 235 хил. лв. за 2014 г. на 70 188 хил. лв. за 2015 г.

Стойността на дълготрайните материални активи на газоразпределителни дружества за дейността „разпределение на природен газ“ от 449 470 хил. лв. за 2014 г. е намаляла на 349 889 хил. лв. през 2015 г., а сумата на условно-постоянните разходи от 85 634 хил. лв. за 2014 г. е намаляла на 62 875 хил. лв. през 2015 г.

Изказвания по т.3:

Докладва П. Младеновски, който обърна внимание, че в сравнение с миналата

година коефициентите намаляват.

И. Иванов запита какви са били миналогодишните коефициенти.

П. Младеновски отговори, че за разпределение на електрическата енергия коефициентът е бил 0,27, за разпределение на природен газ: 0,19, а за пренос на топлинна енергия: 0,21.

Във връзка с гореизложеното,

## КОМИСИЯТА ЗА ЕНЕРГИЙНО И ВОДНО РЕГУЛИРАНЕ

### РЕШИ:

1. Приема доклад относно определяне на коефициентите за обслужване за 2016 г. на дейността по сектори – пренос и разпределение на електрическа енергия, пренос на топлинна енергия и разпределение на природен газ.

2. Определя следните коефициенти на обслужване за дейността на енергийните предприятия, които да се прилагат за 2016 година:

- за разпределение на електрическа енергия – 0,21;
- за пренос на топлинна енергия – 0,19;
- за разпределение на природен газ - 0,18.

В заседанието по **точка трета** участват председателят Иван Н. Иванов и членовете на Комисията Светла Тодорова, Ремзи Осман, Александър Йорданов, Владко Владимиров, Георги Златев.

Решението е взето с **шест гласа „за“**, от които **три гласа** на членовете на Комисията със стаж в енергетиката.

### РЕШЕНИЯ ОТ ЗАСЕДАНИЕТО:

**По т.1** както следва:

1. Приема доклад относно проект на решение на Министерския съвет за утвърждаване на план за действие с мерки, адресиращи основните проблемни области, възпрепятстващи нарастването на инвестициите, утвърдени с Решение № 617 на Министерския съвет от 12 август 2015 г.

2. Приема проект на писмо до Министерство на финансите относно проект на решение на Министерския съвет за утвърждаване на план за действие с мерки, адресиращи основните проблемни области, възпрепятстващи нарастването на инвестициите, утвърдени с Решение № 617 на Министерския съвет от 12 август 2015 г.

**По т.2** както следва:

1. Приема доклад относно методика за оценка на инвестициите в инфраструктурни проекти за пренос на електроенергия и газ, както и на поеманите във връзка с тях увеличени рискове, когато са налични и проект на Методика и критерии за оценка на инвестициите в инфраструктурни проекти за пренос на електрическа енергия и природен газ (член 13, параграф 6 от Регламент (ЕС) № 347/2013 на Европейския парламент и на Съвета от 17 април 2013 г. относно указания за трансевропейската енергийна инфраструктура и за отмяна на Решение № 1364/2006/ЕО, както и за изменение на регламенти (ЕО) № 713/2009, (ЕО) № 714/2009 и (ЕО) № 715/2009.

2. Приема Методика и критерии за оценка на инвестициите в инфраструктурни проекти за пренос на електрическа енергия и природен газ;

3. Методика по т. 2 да бъде публикувана на интернет страницата на КЕВР, както и

да бъде предоставена на АСРЕ и по електронен път на Главна дирекция „Енергетика“ на ЕК.

**По т.3** както следва:

1. Приема доклад от относно определяне на коефициентите за обслужване за 2016 г. на дейността по сектори – пренос и разпределение на електрическа енергия, пренос на топлинна енергия и разпределение на природен газ.

2. Определя следните коефициенти на обслужване за дейността на енергийните предприятия, които да се прилагат за 2016 година:

- за разпределение на електрическа енергия – 0,21;
- за пренос на топлинна енергия – 0,19;
- за разпределение на природен газ - 0,18.

**Приложения:**

1. Доклад с вх. № Е-Дк-66/12.03.2016 г. относно проект на решение на Министерския съвет за утвърждаване на план за действие с мерки, адресиращи основните проблемни области, възпрепятстващи нарастването на инвестициите, утвърдени с Решение № 617 на Министерския съвет от 12 август 2015 г.

2. Доклад с вх. № Е-Дк-65/12.03.2016 г. относно методика за оценка на инвестициите в инфраструктурни проекти за пренос на електроенергия и газ, както и на поеманите във връзка с тях увеличени рискове, когато са налични и проект на Методика и критерии за оценка на инвестициите в инфраструктурни проекти за пренос на електрическа енергия и природен газ.

3. Доклад с вх. № Е-Дк-64/12.03.2016 г. относно определяне на коефициентите за обслужване за 2016 г. на дейността по сектори – пренос и разпределение на електрическа енергия, пренос на топлинна енергия и разпределение на природен газ.

**ЧЛЕНОВЕ НА КЕВР:**

**ПРЕДСЕДАТЕЛ:**

.....  
(С. Годорова)

**ДОЦ. Д-Р ИВАН Н.ИВАНОВ**

.....  
(Р. Осман)

.....  
(А. Йорданов)

.....  
(В. Владимиров)

**ГЛАВЕН СЕКРЕТАР:**

**Р. ТОТКОВА**

.....  
(Г. Златев)